

RESERVAS YPF: SU IMPORTANCIA Y SINERGIA CON TODOS LOS PROCESOS DE LA COMPAÑÍA

María Cecilia Cabrera¹, Jorgelina Tetti², Leandro Collel³, Paola González⁴

1: YPF S.A. maria.cabrera@ypf.com

2: YPF S.A. jorgelina.tetti@ypf.com

3: YPF S.A. leandro.collell@ypf.com

4: YPF S.A. paola.a.gonzalez@ypf.com

Palabras clave: Reservas, Recursos, Procesos

ABSTRACT

El objetivo de este trabajo es mostrar la metodología a partir de la cual se cumplimenta con todos los procedimientos y/o proceso de la compañía blindando los volúmenes de reservas existentes e incorporando nuevas. La sinergia entre procesos permite otorgar un plan de desarrollo de las diferentes áreas de reservas, conspicuo y que se extrapola a las demás necesidades de la compañía optimizando los tiempos de trabajo y coordinación entre todos los sectores además de favorecer la retroalimentación entre ellos.

Tener identificados los procesos y la relación entre estos permite maximizar los resultados y tener la visión estratégica de mediano y largo plazo para el negocio.

Dimensionando la importancia, cantidad de reservas y el valor que estas le dan a una compañía petrolera, además de su capacidad de producción de hidrocarburos, es importante recordar que las reservas deben ser estimadas y categorizadas basándonos en las definiciones de la SEC (Securities and Exchange Commission) para las compañías cuyas acciones cotizan en bolsa de Nueva York (NYSE), en la SPE (Society of Petroleum Engineers), en la SPEE (Society of Petroleum Evaluation Engineers) o en el WPC (World Petroleum Congress).

El valor de una compañía se conoce en su mayoría por las reservas que dispone. Cuando entendemos la importancia de éstas y la implicancia que tiene la incorporación y desincorporación relacionada a variables que pueden ser gestionables o no, es que toman preponderancia y valor los procesos de una compañía integrada. Al momento de rendir reservas es importante contar con toda la información actualizada de aquello que se vaya a presentar. Por ejemplo, de un pozo es crucial contar con los controles de producción correctamente realizados, validados y en cantidad suficiente ya que estos controles de producción a su vez son el input para un estudio de primaria o recuperación mejorada permitiendo conocer el verdadero potencial de un bloque o formación. Para tener los controles actualizados es necesario disponer de las instalaciones que permitan realizar esta actividad y que los valores sean confiables disponiendo de plantas, baterías, oleoductos, acueductos, calidad de agua, etcétera.

Cuando todos los procesos involucrados toman conciencia de la relevancia de las reservas se obtienen los resultados esperados. Es importante destacar que uno de los sectores más importantes vinculados en el proceso de certificación de reservas es el área de producción. Esta área también proporciona información valiosa para soportar los estudios que presentan los geocientistas y utilizan en el diseño de un proyecto hasta que llega finalmente su concreción por parte de la gerencia de proyectos, luego su ejecución en línea con perforación, workover y el seguimiento de la producción.

Dentro de la compañía los hitos más importantes del año son el PCU (Portafolio Convencional Upstream), Pre-PA (Pre-Plan de Acción), PA (Plan de Acción) y Per-Yac; siendo el primero el repositorio corporativo en donde se describen todos los proyectos de la empresa para cada área en particular encontrándose proyectos en las diferentes etapas FEL (front end loading) como visualización, conceptualización, definición y ejecución. El Pre-PA y Plan de Acción se establecen año a año con el fin de asegurar la actividad a realizar en el año siguiente optimizando las estrategias, resultados económicos, operativos y de reservas. Finalmente, la Per-Yac (Perfil del Yacimiento) contiene los perfiles de producción, actividad e inversiones del yacimiento a fin de vida útil con volúmenes en desarrollo y por desarrollar, tanto de primaria como de secundaria y terciaria otorgadas por los auditores de la compañía. Será el input para la determinación de las reservas considerando su evaluación económica y el fin de concesión.

Formar parte de una empresa integrada permite que todos los procesos tengan trazabilidad y estén enfocados en el mismo objetivo que es blindar las reservas y por ello YPF cuenta con una trayectoria de credibilidad en la gestión de reservas y la declaración de estas a lo largo de su historia. Es una compañía que busca siempre desarrollar y mejorar su certificación de reservas. Persigue la mejora continua a través de su certificación, incorporando herramientas que permitan el seguimiento y la consistencia de la información de todo aquello que tiene en sus libros y los cuales informa a sus inversores, por lo cual actualmente está en el despliegue de una nueva herramienta de gestión de documentación de reservas.

Finalmente, este proyecto busca mostrar todos los sectores involucrados en el proceso que permite incrementar la eficiencia y la sustentabilidad de las reservas mostrando la sinergia que existe entre los mismos para incorporar, desarrollar y blindar reservas.

INTRODUCCIÓN

Debemos recordar que en la República Argentina se han identificado 19 cuencas sedimentarias, con una superficie total de aproximadamente 1.750.000 km² y que cinco de estas cuencas tienen continuidad sobre la plataforma continental, mientras que otras tres se extienden bajo las aguas del mar. Los nombres de las cinco cuencas productivas de hidrocarburos son (Figura 1): Noroeste, Cuyana, Neuquina, Golfo de San Jorge y Austral o de Magallanes y, solamente la superficie de la porción emergida abarca un 40% de lo que en la actualidad se conoce como cuencas útiles a los fines petroleros. A raíz de lo mencionado decidimos reunirnos un equipo multidisciplinario que se desempeña en los yacimientos ubicados en dos de las cinco cuencas productoras como son las cuencas del Golfo San Jorge y Austral dentro de la denominada Regional Sur.

La Regional Sur está constituida por dos cuencas, la Cuenca Austral compuesta por 12 bloques de concesión distribuidos en las provincias de Santa Cruz y Tierra del Fuego y la Cuenca del Golfo San Jorge localizada en las provincias de Santa Cruz y Chubut que tiene 18 bloques de concesión. En términos de reservas podemos considerar a esta última como la principal ya que en ella se encuentran más del 95% de las reservas totales de la Regional Sur.

En el gráfico número 1 podemos ver las distintas categorías de reservas y su evolución porcentual en los últimos 3 años. Para realizar el gráfico se tuvieron en cuenta las Categorías PD (Probadas Desarrolladas), PND (Probadas No Desarrolladas), Probables, Posibles, C1, C2 y C3



Figura 1. Cuencas productivas de Argentina. Schiuma *et al.* (2002).

según la clasificación del PRMS del año 2018 (*Petroleum Resources Management System*) considerando dentro de cada categoría los porcentajes asociados a los volúmenes totales.

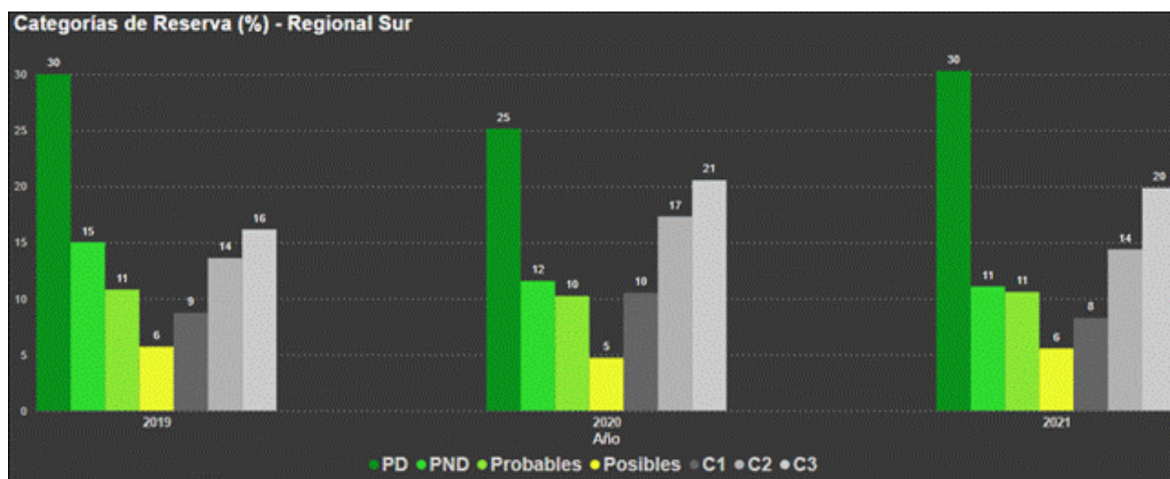


Gráfico 1. Evolución de las reservas y recursos de los últimos 3 años.

El gráfico de barras muestra cómo se va produciendo una disminución progresiva hacia el último año asociado principalmente a la fluctuación del precio internacional del barril. Se puede decir que en la evolución entre los años 2019 y 2020 el mayor impacto es en las reservas comprobadas dentro del área estudiada. Con respecto a la caída se debe, sobre todo, a disminución por economicidad y que se recategorizan a recursos, los cuales en consecuencia se incrementan. Ahora bien, comparando los años 2020 y 2021 vemos que debido a la mejora económica de las áreas las reservas aumentan generando que los recursos vuelven a disminuir. El mismo comportamiento sucede con las reservas Probables y Posibles y la respectiva recategorización a volúmenes de recursos.

La siguiente tabla indica la cantidad de posiciones de reservas por categoría al cierre del año 2021 informado en la SE (Secretaría de Energía):

Categoría de Reserva	Cantidad de Posiciones (Pozos nuevos+WO)
PND	918
Probables	505
Posibles	250
C1	503
C2	885
C3	1473

Tabla 1. Cantidad de posiciones en reservas según Secretaría de Energía.

Profundizando en la cuenca del Golfo San Jorge esta cuenta con 19 ADR y 35 yacimientos distribuidos entre las provincias de Chubut y Santa Cruz principalmente.

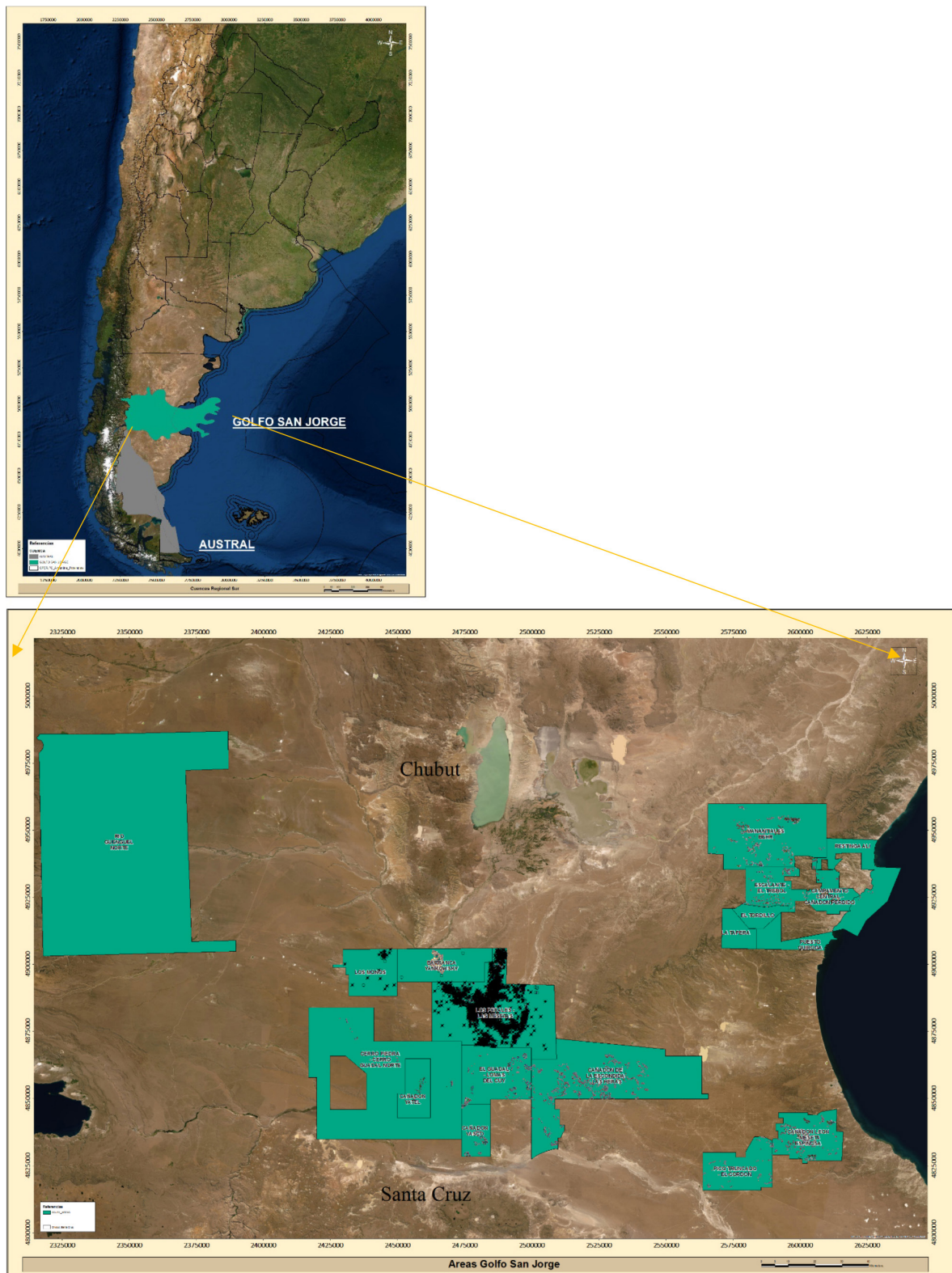


Figura 2. a) y b): Imagen satelital de Argentina, indicando CGSJ en color verde y detalle de las áreas operadas por YPF en la Cuenca del Golfo San Jorge también en color verde.

Desde el punto de vista de subsuelo la secuencia Mesozoica del Golfo San Jorge se integra con cuatros unidades, que se depositaron en la región y en la cuenca durante el Jurásico temprano y el Cretácico tardío. La columna sedimentaria de los reservorios donde se producen hidrocarburos comprende las siguientes formaciones, de más antigua a más moderna: Formación D-129, Formación Castillo y Formación Bajo Barreal (Sección Tobácea, Bajo Barreal Inferior y Superior), correspondientes al Grupo Chubut con entrapamientos de tipo estructural y estratigráfico. La roca madre principal es la formación Pozo D-129 y la secundaria la formación Aguada Bandera (Neocomiano).

Unidad Estratigráfica			Espe- sor	Litología y Paleoambiente	Roca Madre	Roca Reservorio	Roca Sello
TERCIARIO			800 - 1000 m.	 Marino costa afuera - Plataforma Marginal - Estuárico - Fluvial - Palustre - Eólico			
CRETACICO SUPERIOR	GRUPO CHUBUT	Fm. Bajo Barreal Mbro. Superior Eq.: Fm. Yac. El Trébol y Fm. Yac. Meseta Espinosa	700 -1000 	Deltáico Fluvial			
		Fm. Bajo Barreal Mbro. Inferior Eq.: Fm. G. Rivadavia y Formación Cañadón Seco	700 -1000 	Fluvial entrelazado Fluvial y lacustre			
		Fm. Castillo Eq.: Fm. Mina del Carmen	400 -1500 	Fluvial sinuoso Fluvial y lacustre			
		Fm. Matasiete + Fm. Pozo D-129	900 -2500 	Fluvial y lacustre Lacustre			
		Fm. Pozo Cerro Guadal	100 -1500 	Estuarino lacustre Lacustre			
	Fm. Pozo Anticlinal Aguada Bandera						
JURASICO GRUPO BAHIA LAURA							

Figura 3. Cuadro estratigráfico. Schiuma *et al.* (2002).

Con respecto a la Cuenca Austral esta se encuentra ubicada ocupando gran parte de la provincia de Santa Cruz, el Estrecho de Magallanes, la provincia chilena del mismo nombre, la Isla Grande de Tierra del Fuego y una extensa superficie de la Plataforma Continental (Schiuma *et al.* 2002). Cubre una superficie total de unos 230.000 km², de los cuales aproximadamente el

85% se desarrollan en la Argentina distribuida entre 31 yacimientos en cinco áreas de reservas informadas a la Secretaría de Energía. La Cuenca Austral se dispone según un eje de orientación NNO-SSE, limitada hacia el Oeste por una faja plegada y fallada y un batolito de edades meso-cenozoicas que constituyen los Andes Patagónicos. Hacia el Este, se encuentra limitada por el Arco de Dungeness-Río Chico, que la separa de la Cuenca de Malvinas.

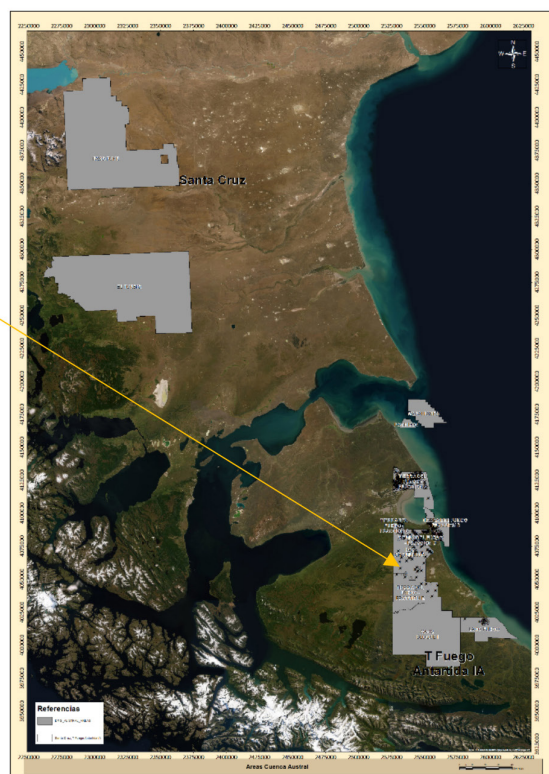


Figura 4. a) y b): Imagen satelital de Argentina, indicando Cuenca Austral en color gris oscuro y detalle de las áreas operadas por YPF en la Cuenca Austral en color gris claro.

En cuanto al modelo estratigráfico y la descripción de las secuencias productivas de la Formación Springhill, la misma corresponde a una transgresión marina ocupando el paleo relieve generado por el complejo volcánico de la Formación Le Maire o Serie Tobífera. Los entrapamientos son combinados, con componentes estructurales asociados a fallas y estratigráficos a los *pinch-out* contra los altos del basamento.

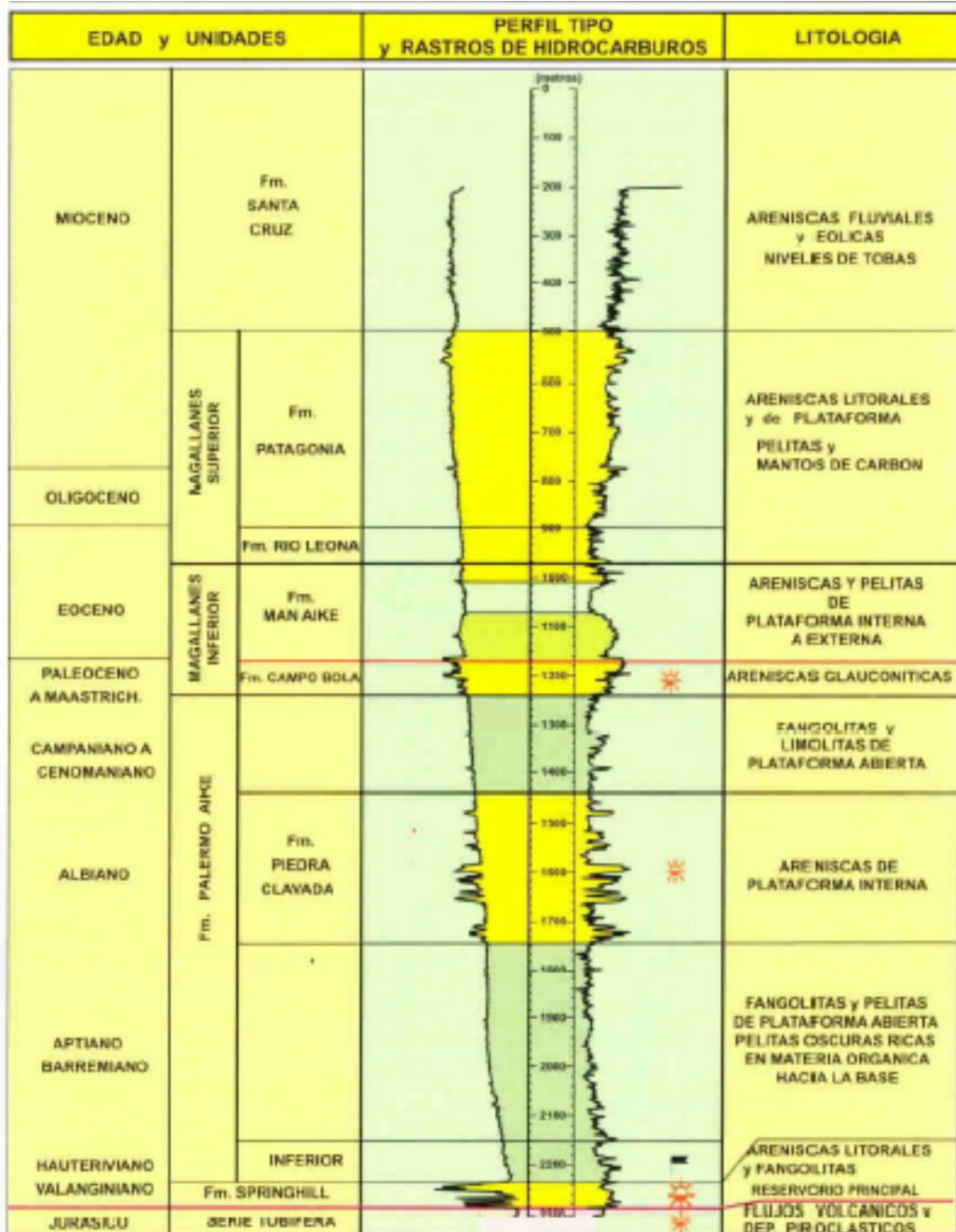


Figura 5. Columna estratigráfica de la Cuenca Austral en el Este de Santa Cruz. Schiuma, M. *et al*, 2002.

FLUJO DE TRABAJO

Sabemos que el petróleo y el gas, es decir los hidrocarburos, son una de las mayores fuentes de energías en el mundo y es uno de los factores claves en el continuo desarrollo de los países, y que por su parte las reservas y recursos constituyen la base de la actividad de exploración y producción de hidrocarburos. Por ende, es esencial para la planificación futura, que los gobiernos y las industrias tengan una estimación de las cantidades de petróleo disponible para producción y cantidades que se esperan estén recuperables dentro de un tiempo prudencial a través de desarrollos de los yacimientos, avances tecnológicos y exploración. Es por esto por lo que este trabajo pretende explicar los distintos sectores, procesos y metodologías de trabajo que afectan de forma positiva y negativa en esos volúmenes llamados y clasificados como reservas y recursos y que la compañía tiene en sus libros. Todos los sectores que se van a mencionar influyen directamente en las reservas y recursos y la coordinación entre ellos es clave en los balances de estas. Desde sectores operativos, pasando por técnicos y contractuales todos ejercen un papel clave que debe ser considerado y medido para que no afecte de forma negativa los balances. El valor agregado del equipo publicador de este trabajo reside en poder profundizar sobre los múltiples sectores responsables del éxito de las reservas y recursos que se disponen en las cuencas del Golfo San Jorge y Austral gracias a las experiencias personales. El siguiente esquema ejemplifica como se da la sinergia entre todos los procesos que vamos a describir.



CONTRATOS

Ahora bien, si pensamos en contratos podríamos creer que no hay ningún impacto en la gestión de las reservas, pero sin embargo sí lo hay, aunque no necesariamente sería directo. Un ejemplo muy claro de como una gestión contractual demorada o que no tenga una visión integral durante su análisis y planteo puede afectar los libros de reservas sería lo relacionado con los equipos de torre.

Un caso suele ser cuando se decide sumar un equipo de torre, ya sea perforador, *workover*, *wireline*, *slickline*; y el mismo estaba comprometido para el cumplimiento de la implementación de un proyecto ya auditado y en libro de reservas. Si las gestiones se demoran o las tarifas son mayores de lo previsto se corre el riesgo de pérdida de las reservas llevando a una desincorporación parcial o total por demora en el inicio de la implementación y ejecución del cronograma comprometido con los auditores de reservas.

Otra situación que genera impacto en las reservas suele ser la renegociación de contratos, como por ejemplo con las compañías de servicio ya sean de fractura, perfiles a pozo abierto (como por ejemplo inducción, *gamma ray*) o entubado (por ejemplo CBL *cement bond log*, corrosión MITT *magnetic imagine tool*), etcétera, que pueden afectar de diferentes formas, como es aumentando las tarifas o aplicando las cláusulas gatillo que generan un incremento que se traslada al costo del pozo, haciendo éste superior al que fuera comprometido durante la auditoría. En algunos casos de acumuladas muy al límite de la rentabilidad provocan que una reserva se convierta en recurso debido a la contingencia económica.

Otra situación puede ser no disponer de suficientes compañías o de equipos o sets de fractura y que, al momento de ejecutarse un pozo, no se pueda tomar un dato necesario para alimentar un modelo estático o dinámico de un proyecto que permita reducir una incertidumbre, y por ende un riesgo; entonces ya las reservas dejan de serlo para convertirse en recursos hasta que pueda levantarse esta contingencia. Igual situación se da para las compañías de perfilajes cuando se comprometen los mismos como *input* del modelo y no se pueden realizar por los ejemplos anteriormente expuestos.

El impacto puede darse en todo tipo de proyectos como son en los de recuperación mejorada, tanto de secundaria como de terciaria por inyección de polímeros, al necesitar en estos últimos contar con instalaciones y tecnologías nuevas y la disponibilidad del polímero propiamente dicho. Una demora o ineficiencia en la gestión de los contratos impacta directamente en la implementación de los proyectos, en sus reservas y recursos asociados. En este caso, por ejemplo, si había un compromiso de las reservas del libro de cierta fecha de ejecución y de respuesta de la producción se va a ver demorada por no haber contado con los contratos en tiempo y forma. Además, desde el punto de vista del subsuelo se conoce que las condiciones del reservorio cambian a medida que pasa el tiempo y por lo tanto los parámetros petrofísicos considerados para

generar los modelos estáticos, y a partir de estos alimentar el modelo dinámico, cambian alterando la productividad esperada.

Podríamos decir que otro ejemplo de cómo la renegociación de un contrato puede impactar en la reserva existente sería la disponibilidad de compañías de equipos de alambre ya que afecta a un proyecto de recuperación mejorada por inyección de agua si no disponemos del equipo de alambre para que haga el correspondiente movimiento de válvulas en los inyectores. Si los inyectores no cuentan con el debido mantenimiento en toda su instalación selectiva la respuesta de producción que estábamos esperando, y a su vez comprometida a reservas, puede verse demorada o alterada de alguna forma.

Durante el periodo de pandemia Covid 19 la compañía decidió evaluar muchos de los contratos a través de equipos de trabajo llamados células, que funcionaron bajo la metodología AGILE. Todas las células disponían de un dueño del producto (*product owner*), encargado de maximizar el valor del producto y del trabajo del equipo de desarrollo (*development team*), conformado este último por personal propio y de las contratistas que debían proveer un servicio y/o producto. Por otro lado, el *scrum master*, es un líder que está al servicio del equipo y da servicio al dueño del producto. Este ejercicio de células se realizó a nivel Argentina y permitió optimizaciones importantes en cuanto al recurso humano utilizado para determinadas funciones, aglutinando o consolidando contratos, reasignando roles, unificando tareas entre diversas contratistas lo que resultó en un ahorro y optimización del OPEX (*Operational Expenditure*) de cada área de reserva.

Todas las revisiones se realizaron dentro del marco Scrum que detalla cuatro eventos formales que son bloques de tiempo (*time-boxes*) con una duración máxima y están contenidos dentro del Sprint. Los eventos son la Reunión de Planificación del Sprint (*Sprint Planning Meeting*), el Scrum Diario (*Daily Scrum*), la revisión del Sprint (*Sprint Review*) y Retrospectiva del Sprint (*Sprint Retrospective*) (2013, Schwaber K. y Sutherland J.)

Se dispuso esta revisión en función del relevamiento realizado en las distintas regionales sobre cómo era el proceso completo, desde la gestión de un contrato hasta la ejecución de este y su certificación, lo que permitió identificar aquellos puntos que podían optimizarse en pos de mejoras que beneficien tanto a la compañía como a las contratistas o empresas de servicio. Algunas palancas de mejora detectadas fueron en torno a la vigencia de los contratos ya que muchos de ellos eran de larga data, las negociaciones gremiales, los tiempos de entrega de equipos (por ejemplo, separadores de control, tanques, bombas, etcétera), el control que se realizaba sobre el servicio brindado, la disponibilidad de todos los ítems contractuales que faciliten una correcta certificación, las notas de crédito no registradas por la contratista, cómo optimizar cuadrillas sin tiempo efectivo de trabajo y con una certificación optimizada. También permitió unificar criterios en los inspectores de contratos distintitos para igual servicio o producto además de contar una debida trazabilidad de las solicitudes de servicio. Se revisaron alrededor de 500 contratos de toda la regional y de distinta índole dentro del contexto de las células bajo la metodología Agile.

Entre ellos contratos de las distintas O&M (operación y mantenimiento), de ingeniería de obras, transporte, estudio, entre otros.

Dentro de las tareas listadas hay distinta frecuencia de seguimiento de estas, siendo de tipo diario, semanal, mensual, trimestral, semestral, anual y a demanda.

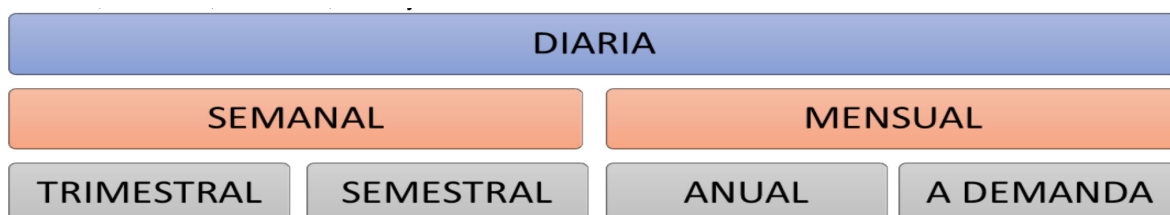


Figura 6. Frecuencia de seguimiento de contratos

Un ejemplo de cada una de las tareas son los siguientes:

Tareas	Frecuencia
Realizar seguimiento del pago de los DM hasta la entrega de los habilita	Diario
Ordenar archivo con DM y Habilitas (físico o digital)	Semanal
Control de calidad spot de partes diarios (OT, partes)	Mensual
Recibir, analizar y dar tratamiento a reclamos de contratistas	Trimestral
Definición KPI del proceso administrativo y de certificación	Semestral
Determinar notas de crédito (por diferentes cargos/multas/diferencias certificaciones)	Anual
Investigación de accidentes y o incidentes	A demanda

Tabla 2. Ejemplo de algunas tareas desarrolladas durante la gestión de un contrato.

GESTIÓN POR PROYECTOS

Si pensamos en la gestión de proyectos y cómo esto puede estar afectando a las reservas, tenemos que ir al proceso normado que rige desde el año 2009 por un procedimiento que se llama internamente Validación de la Calidad Técnica de Proyecto (VCTP) el cual tiene como norte la metodología internacional FEL que significa *Front-End Loading* creada para ser utilizada en grandes proyectos de capital, donde se establecen distintas fases de planificación en las que el proyecto solo debe avanzar a la siguiente fase si logra cumplir los criterios mínimos de los indicadores en cada una (estos indicadores son definidos por la compañía) y una vez alcanzados se abre un “portón” para transitar la siguiente. Esta metodología es un complemento a las buenas prácticas en gestión de proyectos del *Project Management Institute* (PMI), permitiendo la maduración y definición del proyecto, para encaminar al éxito de este. Cabe destacar que es una metodología reconocida e implementada a nivel mundial por diversas compañías, no solo por las de la industria del petróleo y gas. Como se mencionó se basa en la aprobación a través de “portones” lo que implica que un proyecto debe ir transitando diferentes etapas a medida que va disminuyendo el

riesgo y la incertidumbre debido a lo cual va ganando en conocimientos y va pasando las distintas etapas que la componen. Estas últimas son la V, C o D; que significan visualización, conceptualización y definición respectivamente. A medida que se va validando cada una de las etapas, se va atravesando un portón que habilita transitar la siguiente. Esta metodología está implementada aproximadamente desde el año 2009 y para todos los proyectos de inversión, con un monto de gestión definido internamente. En función de la inversión necesaria para los proyectos y dependiendo de su envergadura se define dónde se va a gestionar su aprobación, ya sea a nivel regional o a nivel vicepresidencia.

Resumidamente, la etapa de Visualización permite identificar y dar un marco a las oportunidades identificadas dando por finalizada la misma luego de la reunión *Peer Assist*. La Conceptualización incluye el desarrollo y selección de alternativas concluido el análisis con un encuentro denominado *Peer Review*. Finalmente llega la Definición donde se optimiza y planifica la alternativa seleccionada logrando su aprobación en la reunión de Revisión Técnica de Proyectos. Todas ellas se encuentran complementadas por un análisis detallado del riesgo que permite ir disminuyéndolo a medida que se transitan las etapas (PMBOOK).

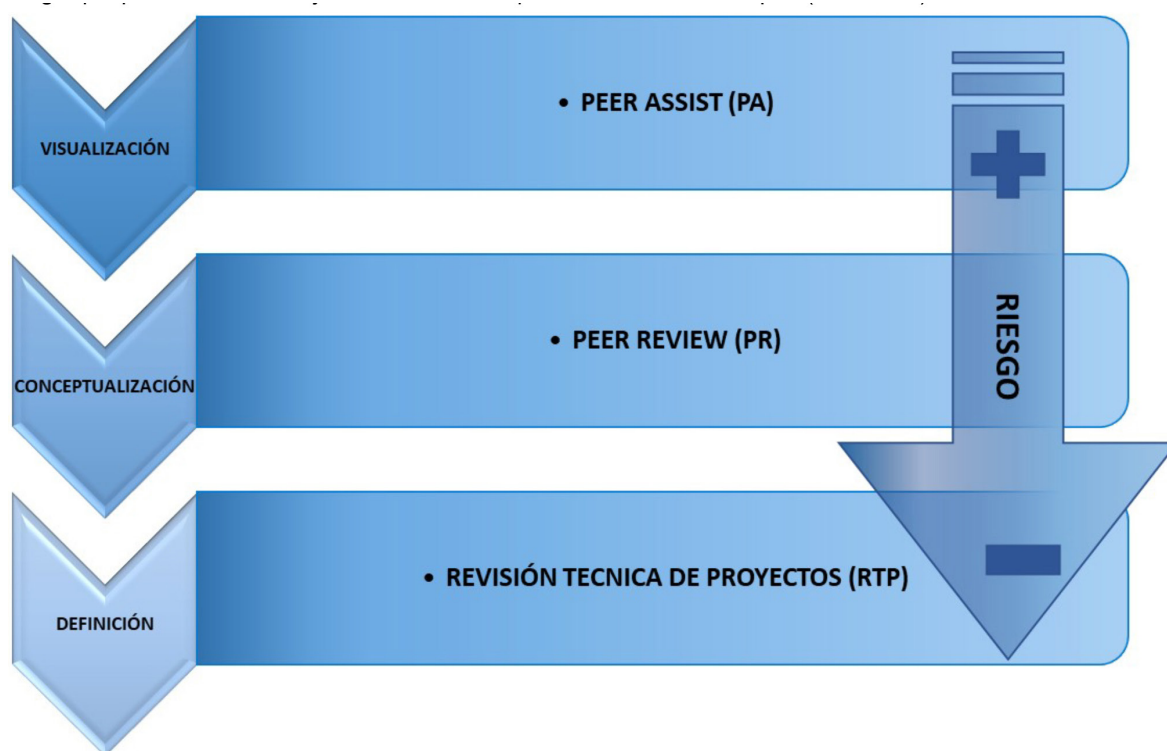


Figura 7. Etapas FEL Front-End Loading.

La metodología FEL (*Front-End Loading*) está normada dentro de la compañía y para que un proyecto avance con sus procesos de validación, establece qué es lo que se debe hacer durante

las diferentes etapas de esta. YPF cuenta con una serie de personal técnico calificado y certificado dentro de la compañía para poder realizar esta revisión técnica a los cuales se les llama validadores técnicos. Existen validadores técnicos de diferentes especialidades como son geología, ingeniería de reservorios, geofísica, ingeniería de obras, perforación, workover, medio ambiente, seguridad, calidad, reservas, planificación, estimulación, control de gestión, integridad, entre otros.

Todos estos profesionales que forman parte del equipo técnico van a validar un proyecto según el objetivo que tenga este y la especialidad que dominan.



Figura 8. Especialidades Técnicas que participan de la validación de un proyecto.

Para para el proyecto se encuentre validado es necesario disponer de un acta de validación donde se presentan recopiladas todas las observaciones técnicas que se realizaron de las diferentes especialidades y a posterior se agrega la firma del gerente de calidad de la compañía. Posteriormente la validación es sometida a un comité ejecutivo donde se decide si la inversión se realiza o no según el monto de dinero que involucre y el *cut off* interno que tiene definida la compañía para los distintos niveles de aprobación.

Considerando lo dicho, el proyecto va a tener una aprobación en un comité a nivel regional o una aprobación en un comité a nivel vicepresidencia. Los proyectos de aprobación local o regional podrían decirse que tratan y discuten los proyectos de menor envergadura siendo además proyectos

que no están probando tecnologías nuevas, ni descubriendo nuevos yacimientos; mientras que, los proyectos de mayor envergadura en cuanto al monto de inversión o que sean proyectos estratégicos para la compañía o que representen la implementación de nuevas tecnologías, van a ser aprobados y presentados ante un comité dirigido por la Vicepresidencia *Upstream* y toda su primera línea.

El circuito que siguen los proyectos podría resumirse con el esquema adjunto donde se ven dos oportunidades dentro

del flujo en los cuales se pueden incorporar o desarrollar reservas y/o recursos.

Al igual que todos los procesos, la gestión de proyectos está documentada dentro de un share point interno de la compañía donde queda resguardado todo el proceso y los actores necesarios para llevarlo a cabo podrían resumirse en los siguientes:

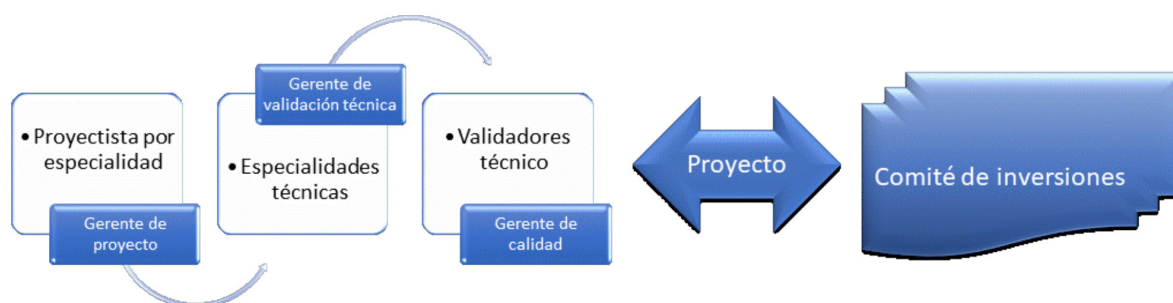


Figura 9. Proceso y actores en Gestión de Proyectos

Dentro de la compañía disponemos de hitos definidos dentro de un año calendario donde el PCU (Portafolio Convencional Upstream) es el repositorio corporativo en donde se describen todos los proyectos de la empresa para cada área en particular encontrándose proyectos en las diferentes etapas definidas por la metodología FEL (*front end loading*) como visualización, conceptualización, definición se suma la ejecución. El Plan de Negocios que contiene una ventana de tiempo de cinco años y se informa a todos los entes gubernamentales y accionistas compuesto de reservas y recursos y finalmente el PA o Plan de Acción con su ejercicio previo de Pre-PA (Pre-Plan de Acción), que se establecen año a año con el fin de asegurar la actividad a realizar en el año siguiente optimizando las estrategias, resultados económicos, operativos y de reservas.

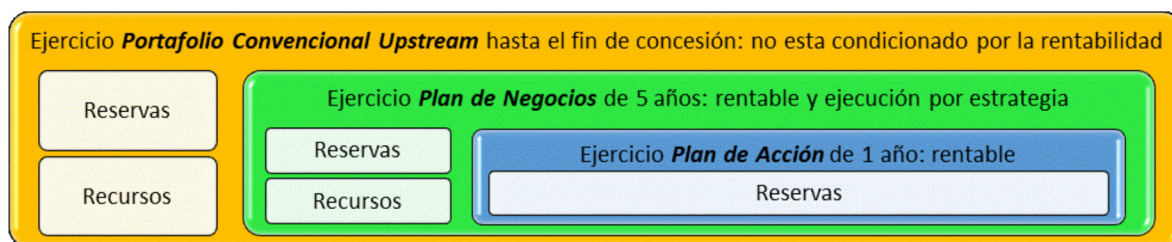


Figura 10. Relación entre Portafolio Convencional Upstream, Plan de Negocios y Plan de acción.

Por último, es importante aclarar que los proyectos serán evaluados en su rentabilidad considerando la métrica de la compañía y el entorno país, a diferencia de los volúmenes de reservas que serán evaluadas considerando estándares internacionales.

RESERVAS

Tal como venimos mencionando la compañía realiza su actividad de explotación de hidrocarburos a través de múltiples procesos interrelacionados, y la certificación de reservas no es la excepción, de hecho, es clave en su valor. El flujo de reservas se ha ido consolidando y perfeccionando históricamente con sucesivas revisiones de su contenido y/o procedimientos. La compañía en este sentido tiene un objetivo claro que es la incorporación y desarrollo de reservas y recursos hidrocarburíferos, contemplando consideraciones éticas, principios, y adicionalmente cumpliendo con las normativas internacionales como son: el *Petroleum Resources Management System* (PRMS), los conceptos brindados por la *Society of Petroleum Engineers* (SPE), la ley internacional Sarbanes – Oxley (SOX), la *United State Securities and Exchange Comission* (SEC), la *Financial Accounting Standard Board* (FASB) y la *Public Company Accounting Oversight Board* (PCAOB) cuando se evalúan reservas comprobadas.

Esta legislación establece procedimientos de auditoría y normas de contabilidad para garantizar la transparencia en la información financiera, con la intención de proporcionar una mayor garantía a los inversores y es de carácter universal para todas las compañías que coticen en bolsa de valores.

En el PRMS (*Petroleum Resources Management System*) por otro lado se encuentra estipulado el marco normativo y sistémico en el que los distintos actores cumplen con roles específicos para lograr el objetivo, el conocimiento, interpretación y aplicación práctica del detalle de lineamientos y definiciones de reservas. El conocimiento del proceso de reservas implica un importante esfuerzo multidisciplinario de trabajo en equipo donde confluyen distintas disciplinas, siendo geociencias (geología, geofísica, petrofísica, ingeniería de reservorios), producción, economía y finanzas, cartografía, gestión de proyectos, y visión estratégica las más relevantes.

En forma sintética puede explicarse el proceso de reservas a través del siguiente esquema, que permite ver la interacción entre los distintos roles, que serán iterativos para cada trimestre (Q) en

los cuales se declaran reservas y/o recursos:

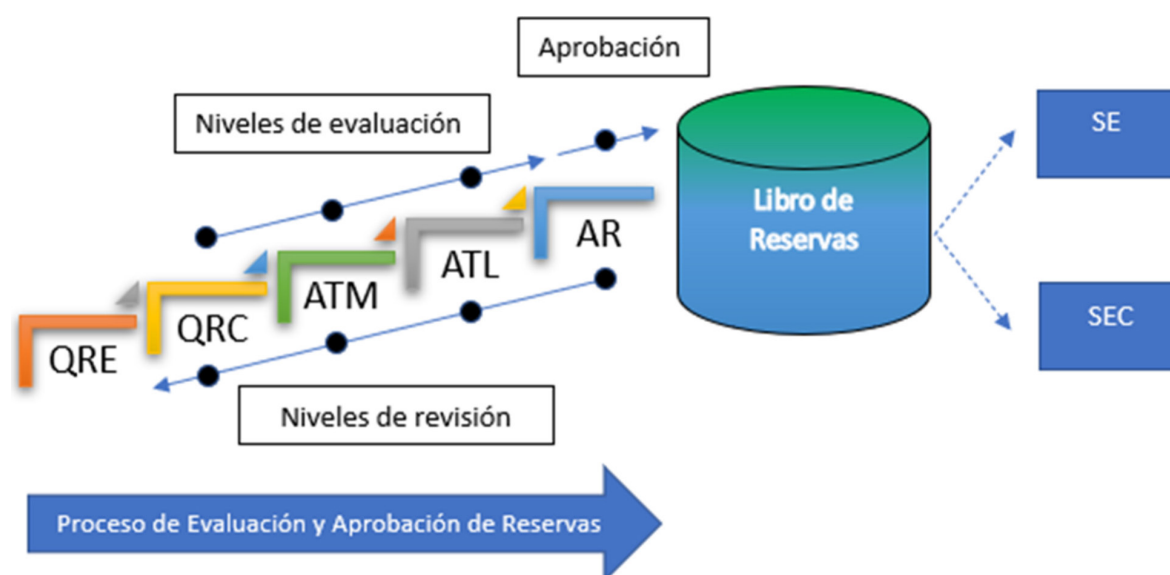


Figura 11. Proceso y actores en Gestión de reservas.

Mencionando cada rol, resumimos que el QRE (qualified reserves estimator) es quien determina a través de los estudios generados qué volúmenes y categorías de reservas y recursos considera necesarios incorporar o desincorporar al libro de reservas. Para ello informará volúmenes técnicos a fin de vida útil que se informarán a Auditoría de Reservas a través de las planillas de Perfil de Yacimiento (Peryac) por proyecto. Informará la actividad propuesta y las inversiones asociadas a esos volúmenes, y su consideración dentro del Plan de Acción (PA). Una vez que estos volúmenes han sido auditados por Auditoría Interna, serán propuestos a través del soporte informático IAM (*Internal Approval Memorandum*).

Los estudios pueden ser de primaria tanto en estrategia convencional o tight, recuperación secundaria con inyección de agua o recuperación terciaria por inyección de polímeros. Por otro lado, tenemos el rol de QRC (qualified reserves Coordinator), quien controla que las propuestas sean técnicamente viables, consistentes, de acuerdo con las buenas prácticas técnicas y de acuerdo con la normativa vigente. Será apoyado por los ARC (analistas de reservas) y el equipo de cartografía.

La gerencia de Portafolios y Reservas coordina a los QRC, hace el seguimiento de la planificación y evolución de la incorporación de reservas, informa alertas e indicadores de gestión de reservas. Esta última trabaja coordinadamente con el rol del ATM (*Audit team member*) quien es el encargado de cumplimentar la auditoría de dichos volúmenes. Se realizan auditorías internas con frecuencia trimestral y externas con frecuencia anual para dar cumplimiento a las leyes SOX previamente mencionadas. Estas últimas se realizan con un equipo de auditores certificados en

lo entes regulatorios nacionales (SEN: Secretaría de Energía) e internacionales (SEC: *Securities and Exchange Commission*). Por último, en una instancia final se cuenta con la figura del ATL (*Audit team leader*) quien coordina a los ATM, y en definitiva aprobará o desaprobará las reservas propuestas por cada QRE y para las distintas áreas de reservas que forman parte de las Unidades de Negocio contenidas dentro de las Regionales.

En este punto los volúmenes técnicos serán evaluados económicamente, tomando en consideración los valores de OPEX (*Operating Expenses*), los de CAPEX (*capital expenditure*), fecha de fin de concesión y fecha de corte económico, en cumplimiento con la normativa internacional FASB69 (*Financial Accounting Standard Board*), a través del sistema informático interno de la compañía. Para lograr tal cuantificación y evaluación económica, es necesario adoptar nomenclaturas consistentes para estimar las cantidades actuales y futuras de hidrocarburos que se esperan sean recuperados de acumulaciones subterráneas. Estas cantidades definidas como reservas y su cuantificación es de considerable importancia y se clasifica según el siguiente *framework* o marco de referencia definido en el *Petroleum Resources Management System*.

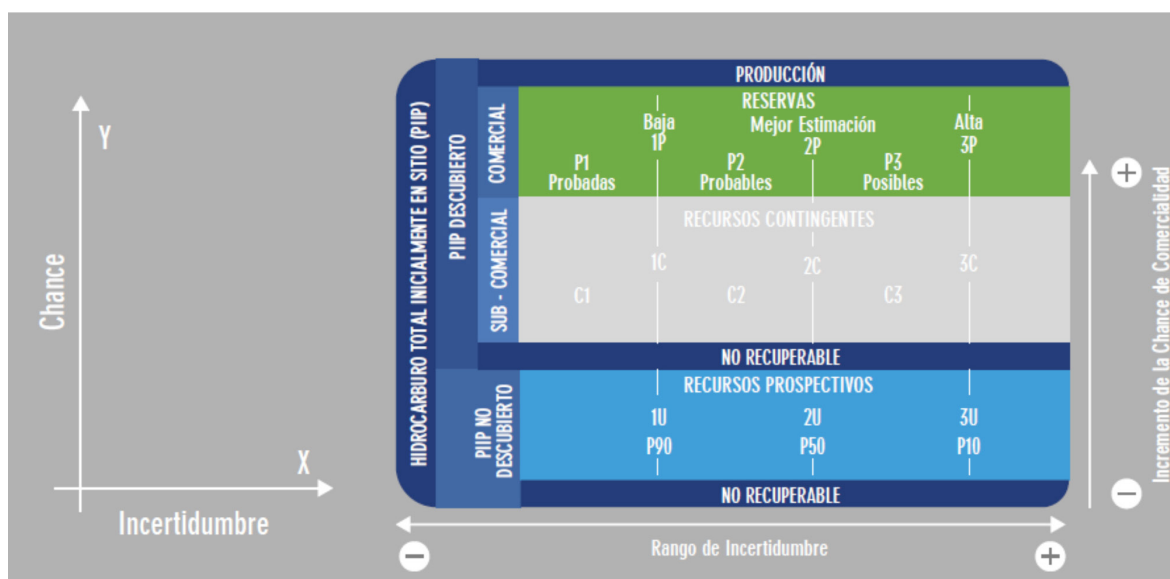


Figura 12. *Framework* definido en el *Petroleum Resources Management System*.

El proceso de incorporación de reservas y recursos es perfeccionado por la compañía considerando la aplicación de las definiciones de sus respectivas categorías, siempre considerando la normativa PRMS y las sugerencias de SPE. Por ello para poder explicar el cuadro anterior que sintetiza como puede discretizarse los volúmenes de las reservas y los recursos mencionamos que el Hidrocarburo Total Inicialmente En Sitio (PIIP, por sus siglas en inglés) es la cantidad de petróleo que se estima que existe originalmente en acumulaciones naturales, descubiertas y no descubiertas, antes de la producción.

Si observamos el cuadro podemos ver que se considera, en función de su rango de incertidumbre técnica (y riesgo de descubrimiento geológico) y de su chance de lograr madurez comercial, los volúmenes de reservas (comerciales), de recursos contingentes (sub-comerciales) y de recursos prospectivos. Tomando de guía las definiciones del PRMS 2018 recordamos que reservas son aquellas cantidades de petróleo anticipadas a ser comercialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo, en acumulaciones conocidas, a partir de una fecha dada en adelante y bajo condiciones definidas. Estas deben satisfacer cuatro criterios fundamentales y es que sean descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes (a partir de la fecha efectiva de evaluación) basadas en los proyectos de desarrollo aplicados. Considerando mayor detalle se categorizan de acuerdo con el rango de incertidumbre y deberían ser sub-clasificadas en función de la madurez del proyecto y/o caracterizarse por el estado de desarrollo y producción. En forma resumida indicamos que las Reservas Probadas son aquellas cantidades de petróleo, que mediante el análisis de datos de geociencias y de ingeniería, pueden ser estimadas con certeza razonable, para ser comercialmente recuperadas de yacimientos conocidos y bajo condiciones técnicas y comerciales definidas.

Estas se categorizan en Probadas Desarrolladas que son cantidades que se esperan que sean recuperadas de pozos e instalaciones de producción y tratamiento existentes que las podemos discriminar entre Desarrolladas Produciendo que son recuperadas de reservorios completados que están abiertos y en producción al momento de la estimación y las Desarrolladas No Produciendo que son reservas temporalmente cerradas o en reservorios no perforadas detrás de tubería, con costos de acceso menores. Ahora bien, las Reservas No Desarrolladas son cantidades que se espera sean recuperadas a través de inversiones futuras significativas y en todos los casos se justifica un retraso no mayor de 5 años a partir de la fecha de clasificación inicial, como un periodo de tiempo razonable para comenzar con la ejecución del proyecto donde se las incorpore. El concepto del estado de las Reservas Desarrolladas y No Desarrolladas se basa en el financiamiento y el estado operacional de los pozos e instalaciones de producción y tratamiento dentro del proyecto de desarrollo como describimos en los apartados PRODUCCIÓN Y OPERACIÓN y GESTIÓN DE PROYECTOS.

Por otro lado, las Reservas Probables son aquellas en las cuales el análisis de los datos de geociencias y de ingeniería indican que son menos probables de ser recuperadas que las Probadas, pero más seguro de recuperarse que las Reservas Posibles que son aquellas adicionales que el análisis de los datos de geociencias y de ingeniería indican que son menos probables de ser recuperadas que las Reservas Probables.

Continuando con la descripción del *framework* tenemos a los Recursos Contingentes que son aquellas cantidades de petróleo estimadas a una fecha dada y son potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, gracias a la aplicación de proyectos de desarrollo, que actualmente no son considerados comerciales, debido a una o más contingencias. Estos se categorizan con

mayor detalle de acuerdo con el rango de incertidumbre asociado con las estimaciones y deberían ser sub-clasificados con base en la madurez del proyecto y/o el estado económico. En cambio, los Recursos Prospectivos son aquellas cantidades de petróleo estimadas a una fecha dada son potencialmente recuperables, de acumulaciones no descubiertas, por la aplicación de proyectos de desarrollo futuros. Los Recursos Prospectivos tienen asociados tanto un chance de descubrimiento geológico como un chance de desarrollo y se categorizan con mayor detalle de acuerdo con el rango de incertidumbre asociado a las estimaciones recuperables, asumiendo descubrimiento y desarrollo y pueden ser a su vez sub-clasificados con base en la madurez del proyecto. Por último, los No Recuperables son la porción del PIIP (Hidrocarburo Total Inicialmente En Sitio) evaluado, descubierto y no descubierto, a una fecha dada, que no puede ser recuperado por los proyectos actualmente definidos. Una parte de estas cantidades puede recuperarse en el futuro a medida que cambian las circunstancias comerciales, se desarrolle la tecnología, o se obtengan datos adicionales. La porción restante puede nunca recuperarse debido a restricciones físicas/químicas representadas por la interacción de fluidos y rocas en el yacimiento.

El rango de incertidumbre es inherente a la estimación de los recursos de un proyecto y se presenta en el PRMS (*Petroleum Resources Management System*) al informar un rango de categorías de resultados. El rango de incertidumbre de las cantidades recuperables y/o potencialmente recuperables puede representarse mediante escenarios determinísticos o con una distribución

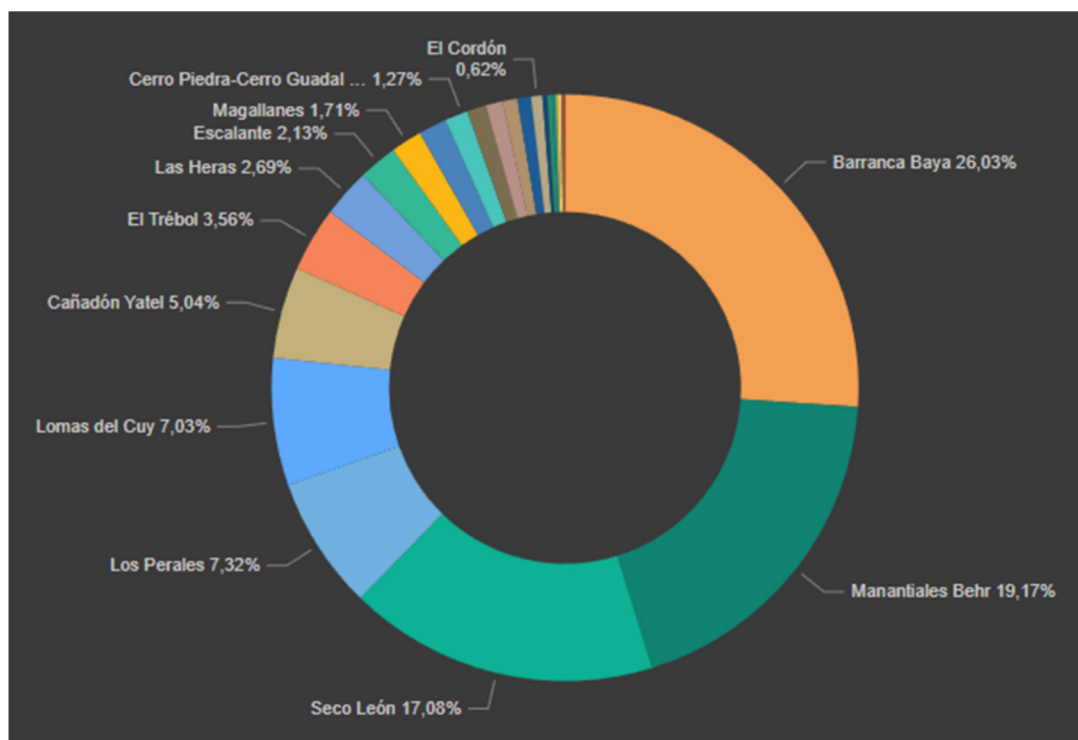


Figura 13. La figura nos muestra porcentualmente cuales son las áreas con mayor porcentaje de reservas de petróleo de primaria.

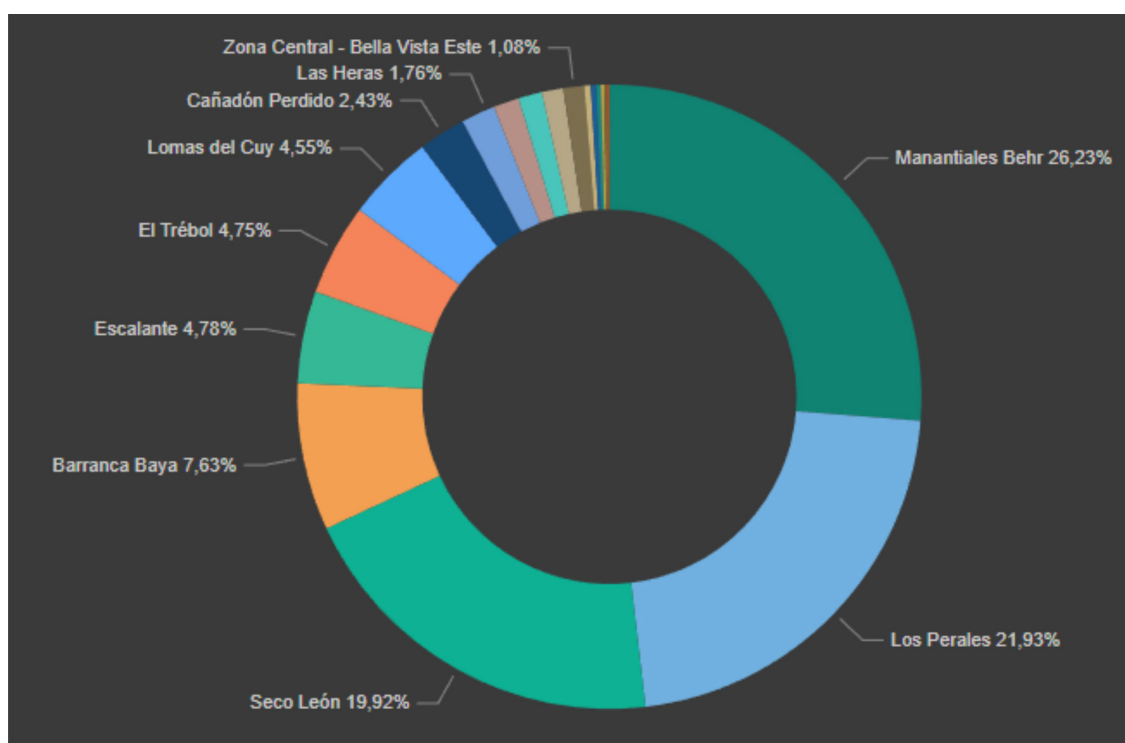


Figura 14. La figura nos muestra porcentualmente cuales son las áreas con mayor porcentaje de reservas de petróleo de secundaria por inyección de agua.

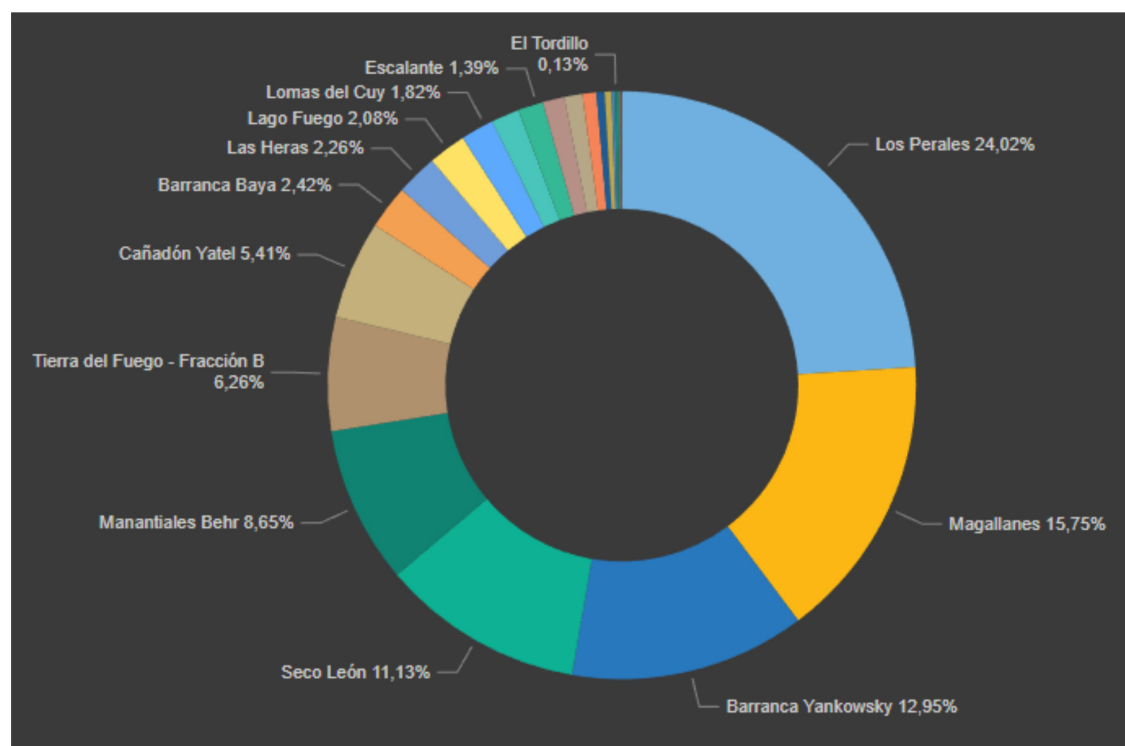


Figura 15. La figura nos muestra porcentualmente cuales son las áreas con mayor porcentaje de reservas de gas.

de probabilidad y está asociado a elementos del subsuelo junto con las limitaciones técnicas relacionadas con los pozos y las instalaciones de producción y tratamiento.

Finalmente, y como ya mencionamos, los volúmenes de reservas y recursos de la compañía, en sus respectivas categorías, son aprobados por el AR (auditor de reservas) y luego registrados en el Libro de Reservas e informados a la Secretaría de Energía. De esta fuente tomamos la información disponible y en las figuras 13, 14 y 15 se pueden observar los porcentajes de reservas y recursos discriminados por área y por tipo de fluido para la Regional Sur.

PRODUCCIÓN Y OPERACIÓN

Una vez que un proyecto es aprobado en las diferentes instancias mencionadas anteriormente, donde se asegura su rentabilidad, comienza la ejecución.

En esta etapa es necesario coordinar la participación y la comunicación de las áreas involucradas, y asegurar el alineamiento a la planificación y a los objetivos definidos; evaluar riesgos y tomar acciones de mitigación como alertas tempranas (Perforación, WO, Obras, y Servicios Especiales); detectar desvíos o cambios de situaciones de contexto, proponiendo en su caso modificaciones a los límites básicos del proyecto y adoptando medidas correctivas; definir y actualizar cronogramas de alto nivel de actividad física y de obras; monitorear la evolución de resultados y participar en el desarrollo de los diferentes ejercicios de planificación e identificación de desvíos, en retroalimentación al proyecto en cuestión y a nuevos proyectos de similares características que puedan nutrirse de los resultados.

Es indispensable que las magnitudes hayan sido dimensionadas correctamente y que las necesidades de instalaciones de superficie acompañen en tiempos y formas, el ritmo de ejecución del proyecto.

En el propósito de monitorear la implementación y la evolución de un proyecto, la producción alocada y asociada a la actividad, cobra relevancia. Los equipos operativos son responsables de dejar reflejada en las diferentes bases, esta producción.

En función de los lineamientos que preservan la seguridad de las personas, las instalaciones y el medioambiente, el control de la producción de campo tiene como objetivos aportar información para desarrollar los balances de masa de cada zona, referir sobre optimizaciones en el movimiento de fluidos, asegurar la calidad en el proceso de alocación de producción, caracterizar los pozos y monitorear su evolución en el tiempo, describir el estado actual del yacimiento y predecir el comportamiento futuro de los reservorios.

La Supervisión de Producción, realiza el seguimiento continuo de la producción e inyección de fluidos de su campo, con el objetivo de controlar la operación, detectar pérdidas y generar acciones correctivas.

Para ello, una de sus principales tareas consiste en la confección de un diagrama de controles

de pozos, teniendo en cuenta la capacidad de control de la instalación, la tecnología disponible y la importancia de cada pozo, priorizando aquellos que comprometen el mayor volumen de producción y reservas.

Como método de control de pozos, se encuentran los siguientes:

Líquido y gas

- Control de pozos con separador portátil (o rolo).
- Control de pozos a batería a través de tanque y separador de control.
- Control a skid de medición.
- Medidor multifásico.

Líquido

- Control de pozos a batería a través de tanque de control.
- Control de pozos a tanque elevado.
- Control de pozos a tanque quieto.
- Control de pozos a swabbing o pistoneo.
- Control de pozos con caudalímetro.

Agua y petróleo

- Control de pozos con medidor másico.
- Control a skid de medición.
- Medidor multifásico.

Para determinar el corte de agua es necesario disponer de las densidades del petróleo y del agua del pozo (o pozos), que se estén midiendo en el másico, skid de medición y/o multifásico.

En los casos de tanques, se puede determinar el corte de agua a través del cálculo por cinta y pilón. Y, por último, siempre es factible extraer una muestra puntual de fluido en algún punto de la instalación (boca de pozo, línea de conducción, tanque, etcétera) para luego analizar en laboratorio y determinar su corte de agua.

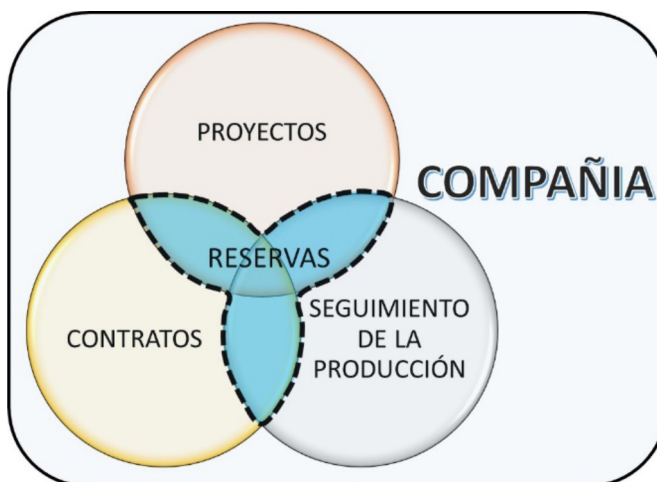
Una vez realizado el control, se registra en el sistema contable de producción interno de la compañía y se valida (o no) de acuerdo a su representatividad respecto al potencial, que los equipos de Ingeniería de Reservorios Operativo y de Ingeniería de Producción calculan mediante un análisis fisicomatemático, basado en el historial de controles medidos y ajustando dichos valores con variables que son monitoreadas desde superficie, a través de los sistemas existentes y empleando relaciones conocidas que determinan la fluencia del pozo.

Por otro lado, a diario se realiza un cálculo de producción en función de las instalaciones disponibles en cada yacimiento, donde el volumen se corresponde con el balance de bombeo,

inyección / transferencia (si aplica) y variación de existencias. En conclusión, la asignación de la producción se realiza según la contribución de los pozos a través de los controles de producción.

RESULTADOS

Sin duda, y con todo lo que venimos manifestando, tener sinergia entre los distintos sectores de la compañía es fundamental ya que todos impactan en mayor o menor medida en la performance de las reservas y recursos las cuales repercuten a su vez en los resultados de la compañía y, como ya mencionamos la empresa a la que pertenecemos cotiza en la Bolsa de Valores de Nueva York con sus reservas de libro. Asimismo, los resultados operativos de los distintos yacimientos se ven directamente afectados en las amortizaciones según las reservas que posea y el costo de ejecución de estas.



CONCLUSIONES

Contratos: la gestión contractual tiene un impacto directo en las reservas tanto de forma positiva como negativa. Si esta es realizada en tiempo y forma la misma puede significar un blindaje de las reservas y recursos de libro y en caso contrario puede atentar contra estos volúmenes.

Gestión por proyectos: la gestión por proyectos impacta en las reservas de forma positiva ya que todos los proyectos incorporados a reservas o recursos cuentan con una validación técnica realizada por el equipo interdisciplinario de la compañía y certificado para tal fin.

Reservas: disponer de un proceso interno alineado con normativas y leyes internacionales como la ley Sarbanes – Oxley (SOX) le da a los volúmenes auditados y existentes en los libros de reservas un prestigio y seguridad superior.

Producción y operación: obtener la mayor producción posible gracias a contar con sistemas de extracción optimizados, calidad de agua necesaria y un monitoreo eficiente permite blindar las reservas probadas desarrolladas y justificar futuras incorporaciones en libro. Asimismo “ahorros” no debidamente calculados en gastos de mantenimiento de pozos o incertidumbres en controles pueden llegar a ocasionar pérdidas de reservas probadas desarrolladas.

La **sinergia** de todos los sectores es clave en la gestión de las reservas.

AGRADECIMIENTOS

A las autoridades de YPF S.A. por permitir la publicación de este trabajo.

A todos los grupos de trabajo donde pertenecemos que han contribuido de una manera u otra a esta síntesis.

REFERENCIAS CITADAS

- Guía de los Fundamentos para la Dirección de Proyectos (Guía de PMBOK).
- Petroleum Resources Management System, 2018. Society of Petroleum Engineers (SPE), World Petroleum Council (WPC), American Association of Petroleum Geologists (AAPG), Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), Society of Exploration Geophysicists (SEG), Society of Petrophysicists and Well Log Analysts (SPWLA) y European Association of Geoscientists and Engineers (EAGE).
- Schiuma, M. *et al*, 2002. Rocas Reservorios de las Cuencas Productivas de la Argentina, Simposio del V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, Buenos Aires: IAPG, 778pp.
- Schwaber K.y Sutherland J. 2013. La Guía Definitiva de Scrum: Las Reglas del Juego.

